

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1710 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m1710)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Косаченко Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Косаченко Сергею Сергеевичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1710 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1019/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком $Q = 20,8 \text{ м}^3/\text{сутки}$.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</p> <p>– Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> <p>– Специальный вопрос</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Романюк Вера Борисовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p></p>	<p></p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Ясы</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p></p>

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Косаченко Сергей Сергеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
05 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
15 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15 мая	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Косаченко Сергею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> <i>1. Организационная структура управления организацией</i> <i>2. Линейный календарный график выполнения работ</i> <i>3. Нормативная карта</i> 	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Косаченко Сергею Сергеевичу		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Косаченко Сергею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды</i> <i>(метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды(механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p>При строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 1710 метров на нефтяном месторождении (Томская область) могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p> <p>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу).</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Превышение уровней шума. 2. Тяжесть физического труда. 3. Превышение уровней вибрации. 4. Повреждения в результате контакта с насекомыми. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молнии защита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов. 4. Электрический ток. 5. Пожароопасность.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Рассмотреть какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.</p>

<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Косаченко Сергей Сергеевич		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 69 страниц, 5 рисунков, 32 таблицы, 47 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 1710 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины. Спроектированы технологические решения: расчет и обоснование профиля скважины, конструкция скважины и конструкция эксплуатационного забоя, определение глубины спуска обсадных колонн и их число, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Выбор способа бурения, типоразмеры породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, для каждого интервала бурения тип винтового забойного двигателей, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа бурильной колонны и расчет бурильной колонны. Обоснование и выбор типов и компонентного состава промывочных жидкостей, выбор гидравлической программы промывки. Расчет обсадных колонн и цементирование скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка и способ освоения скважины.

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос о возможности применения ясов буровых.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint.

СОКРАЩЕНИЯ

- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;
- ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;
- КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;
- МСП – механическая скорость проходки;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;
- ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- БУ – буровая установка;
- БК – башмак колонный;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ – центратор цементирующий;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	17
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади).....	18
1.3 Зоны возможных осложнений.....	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	19
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	19
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	19
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	20
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	20
2.3 Углубление скважины.....	21
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	25
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	27
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	28
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	30
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	30
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	32
2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн.....	32
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	32
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	33

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	34
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	35
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования.....	35
2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.....	35
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	36
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	38
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	38
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	38
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя.....	39
2.5 Выбор буровой установки.....	39
3 Специальный вопрос.....	41
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение ...	42
4.1 Основные направления деятельности ООО«СГК-Бурение».....	42
4.1.1 Организационная структура управления предприятием	43
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	43
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	44
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	46
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	48
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	48
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки... ..	48
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	50
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	50

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	51
4.3 Линейный календарный график выполнения работ	51
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	53
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	53
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	56
5.1 Профессиональная социальная ответственность	56
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	58
5.2. Экологическая безопасность	61
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	63
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	65
ПРИЛОЖЕНИЕ А	70
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	75
ПРИЛОЖЕНИЕ В	77
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	84
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	93
ПРИЛОЖЕНИЕ З	96

ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти и газа играет важную роль в развитии инфраструктуры страны, добытые ископаемые являются не только отличными горюче-смазывающим материалам, но и хорошо применяются в химической промышленности.

Одним из эффективных средств разведки и эксплуатации нефти-газовых месторождений является бурение глубоких скважин. Важно отметить что бурение нефтегазовых скважин – это трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из многочисленных операций. Проектирование конструкции скважины, выбор бурового инструмента и гидравлической программы являются важнейшим технологическим этапом перед бурением. Они определяют эффективность и успех строительства скважины, экономическую эффективность разведки и разработки месторождений газа и степень развития нефтегазовой промышленности в целом.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство вертикальной разведочной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологические, экономические и социальные. В специальной части работы рассматриваются конструктивные особенности бурового яса.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 1685–1695 метров представлен песчаником, плотностью 2400 кг/м³.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			
			пластового давления	порового давления	гидроразрыва пород	горного давления
	от	до	доли ед.	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	30	0,1	-	0,2	0,2
Pg _{3nvm}	30	140	0,1	-	0,2	0,2
Pg _{3at}	140	200	0,1	-	0,2	0,2
Pg _{3-Pg_{2cg}}	200	375	0,1	-	0,2	0,21
Pg _{2ll}	375	575	0,1	-	0,2	0,21
Pg _{1tl}	575	650	0,1	-	0,2	0,21
K _{2gn}	650	770	0,1	-	0,2	0,22
K _{2br}	815	855	0,1	-	0,2	0,22

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
K ₂ kz	855	884	0,1	-	0,2	0,22
K ₂ -1pk	884	1660	0,1	-	0,2	0,23
K ₁ al	1660	1695	0,103	-	0,17	0,23

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеводоносность, нефтеносность, газоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
30	200	поровый	1,00	-
884	1660	поровый	1,01	200
Нефтеносность				
1685	1695	Поровый	0,772	20,8

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	375	осыпи и обвалы стенок скважины	
575	884		
1660	1695		
30	200	нефтегазоводопроявления	вода
884	1660		вода
1685	1695		нефть
0	375	прихватоопасные зоны	при нахождении бурильного инструмента в скважине без движения и нарушение режима промывки
375	575		
575	1660		
1660	1695		
0	200	поглощение бурового раствора	до полного поглощения
375	884		
1660	1695		

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [38; 45].

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [14-20].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

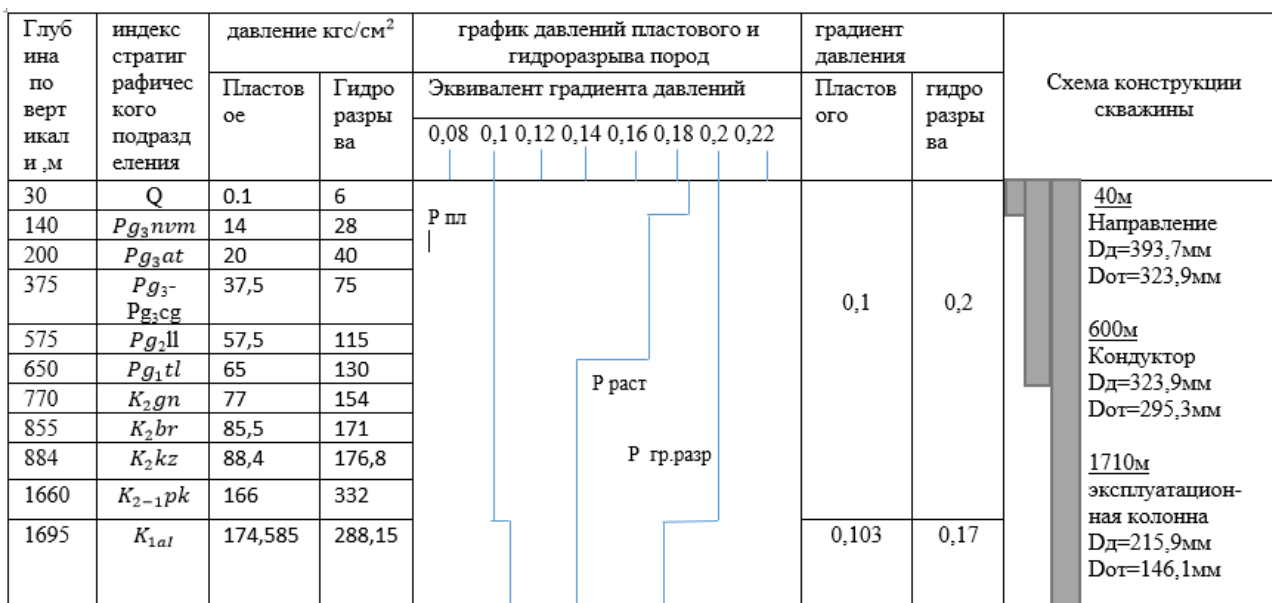


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 40 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 30 м (приложение А, таблица А.1) и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы [15; 43].

2. Кондуктор спускается на глубину 600 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–575 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 1710 м с учетом вскрытия продуктивного пласта 1685-1695 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 20 м.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [19; 31; 32; 38; 41]:

1. Направление: интервал цементирования 0–40 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–600 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 450–1710 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

По условия геологического задания диаметр колонны под эксплуатационную колонну принимаем равным $D_{\text{ЭК}} = 146,1$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины [41; 44].

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{МУ}}$:

$$P_{\text{МУ}} = 4,199 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКО1–21–146х245 К1 ХЛ.**

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению:

ОП5–280/80х21.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Так как интервал под направление сложен из категории мягких пород и небольшую глубину интервала (40 м) считаю не целесообразно использовать забойный двигатель поэтому выбираем роторный способ бурения.

Так как интервалы под кондуктор и эксплуатационную колонну имеют большую глубину и сложены большей частью из средне-твёрдых пород выбираем способ бурения с применением забойных двигателей. Что обеспечит требуемую линейную скорость на периферии долота и успешную проводку скважины с высокими технико-экономическими показателями.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4 [16; 17; 19; 20; 35; 36].

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–40	направление	роторный
40–600	кондуктор	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

Продолжение таблицы 4

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
600–1710	эксплуатационная колонна	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20; 35].

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-600	600-1710
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 FD 516 SM	БИТ 215,9 В 716 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	М	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.41	0,4	0,4
Масса, кг		150	75	43
G, тс	Рекомендуемая	14-28	2-12	2-12
	Предельная	-	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60-400
	Предельная	-	400	400

1. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 В 716 У марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит

максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 FD 516 SM марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

3. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото III 393,7 М-ЦВ марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

4. В приведенных первых 2-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 1 и 2 [20; 35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 6.

$$G_l = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F=0,03D_c k_T, \quad (2)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-600	600-1710
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	100	2000	5120
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,8	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	274.4	300	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	19	25	92
$G_2, \text{кН}$	36	147	95
$G_3, \text{кН}$	220	320	104
$G_{проект}, \text{кН}$	36	147	95

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 36 кН, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 [20; 35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 7.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (3)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_d – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-600	600-1710
Исходные данные				
V _л , м/с		2,8	1,8	1,8
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ, мс		6	-	-
z		24	-	-
α		0,8	0,6	0,3
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		135	116	173
n ₂ , об/мин		271	-	-
n ₃ , об/мин		657	-	-
n _{проект} , об/мин		60	116	159

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Для шарочных долот первое значение n₁, n₂, n₃ первое является оптимальным, а принятое не должно быть больше меньшего из значений n₂ и n₃. Учитывая что для интервала по направлению применяется роторный способ бурения, частота вращения выбирается из технических характеристик ротора. В данном случае для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД для улучшения скорости проходки поэтому n_{проект} применяется такими.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчет двигателя произведен по формулам (4-7) [20; 35-36] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 8.

$$D_{з\partial}=(0,8-0,9)D_{\partial}, \quad (4)$$

где $D_{з\partial}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

D_{∂} – диаметр долота, мм.

$$M_p=M_o+M_{y\partial}+G_{oc}, \quad (5)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o=500*D_{\partial}, \quad (6)$$

где D_{∂} – диаметр долота, м.

$$M_{y\partial}=Q+1,2*D_{\partial}, \quad (7)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н*м/кН;

D_{∂} – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-600	600-1710
Исходные данные				
D_{∂}	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9
G_{oc} , кН		-	88,7	150
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{з\partial}$, мм		-	233-265	172,72
M_p , Н*м		-	3417	4027,58
M_o , Н*м		-	147,5	107,95
$M_{y\partial}$, Н*м/кН		-	37	27,41

Для интервала бурения под кондуктор 40–600 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 600–1710 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	ВЗД-240 7/8	ВЗД-172 7/8
Интервал, м	40–600	600–1710
Наружный диаметр, мм	240	172
Длина, м	6,917	8,290
Вес, кг	1875	1225
Расход жидкости, л/с	30–75	20–40
Число оборотов, об/мин	85–150	85–180
Максимальный рабочий момент, кН*м	9–18	10–15
Мощность двигателя, кВт	110–250	60–200

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1–Б.2 приложение Б.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [34].

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1–В.5 приложения В.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- интервал бурения 0–40 м под направление – бентонитовый буровой раствор.
- интервал бурения 40–600 м под кондуктор –ингибирующий буровой раствор.
- интервал бурения 600–1710 м под эксплуатационную колонну – полимерный (инкапсульрованный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10 [23; 26]. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора [23; 26].

Таблица 10 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	40	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2
Ингибирующий	40	600	1,16	35	18	45	10-30/ 20-60	< 10	9	< 1,5
Полимерный	600	1710	1,08	50	25	55	10-40/ 20-60	< 6	9	< 0,5

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	40	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит.
Ингибирующий	40	600	Техническая вода, глинопорошок, кальцинированная сода, SAPP, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор.
Полимерный	600	1710	Техническая вода, каустическая сода, ПАВ, биополимер, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, инкапсулятор, смазывающая добавка, мраморная крошка

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя [26].

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- | | |
|---------------------------------|---|
| 1. Буровой раствор | 5. CaCO ₃ 150 – 60 кг/м ³ |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м ³ | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м ³ |

3. CaCO_3 5 – 60 кг/м³

7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м³

4. CaCO_3 50 – 60 кг/м³

8. CF-1 (торф) – 20 кг/м³

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Г.1 приложения Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д [38; 28-29].

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1–Д.3 приложения Д.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газаносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 1685–1695 м. По условию задания скважина является разведочной и из-за неполноты

геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 1675–1705 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала [35].

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У8-215,9/100 SCD-4 С	215,9	100	3-102	12

Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-178/100 «ТРИАС»	178	18 (3)	100	14835	3-102	3-102	2650

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
1675-1705	СК-178/100 «ТРИАС»	1-3	60-120	14-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	772	Глубина скважины, м	1710
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	450	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_{2,м}$	125
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	1140

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38; 41-42].

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

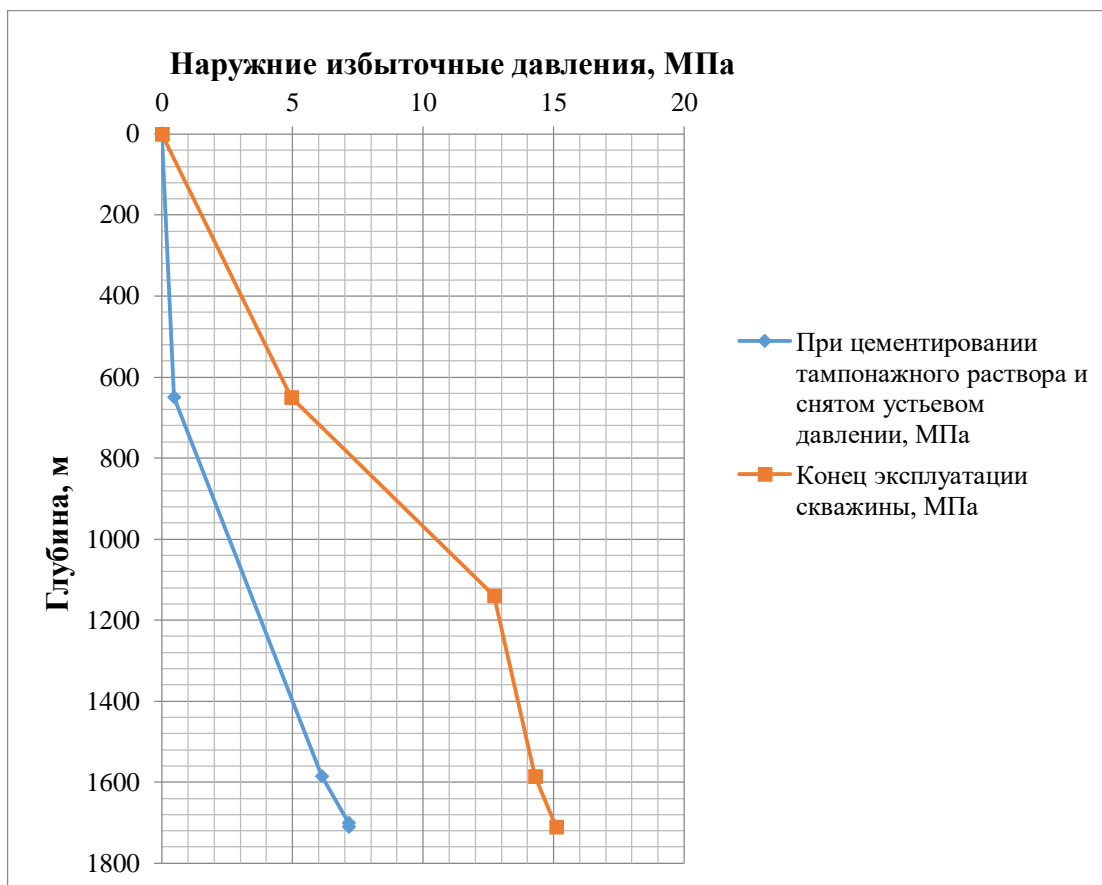


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства имеются два таких случая.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её на герметичность [42].

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3.

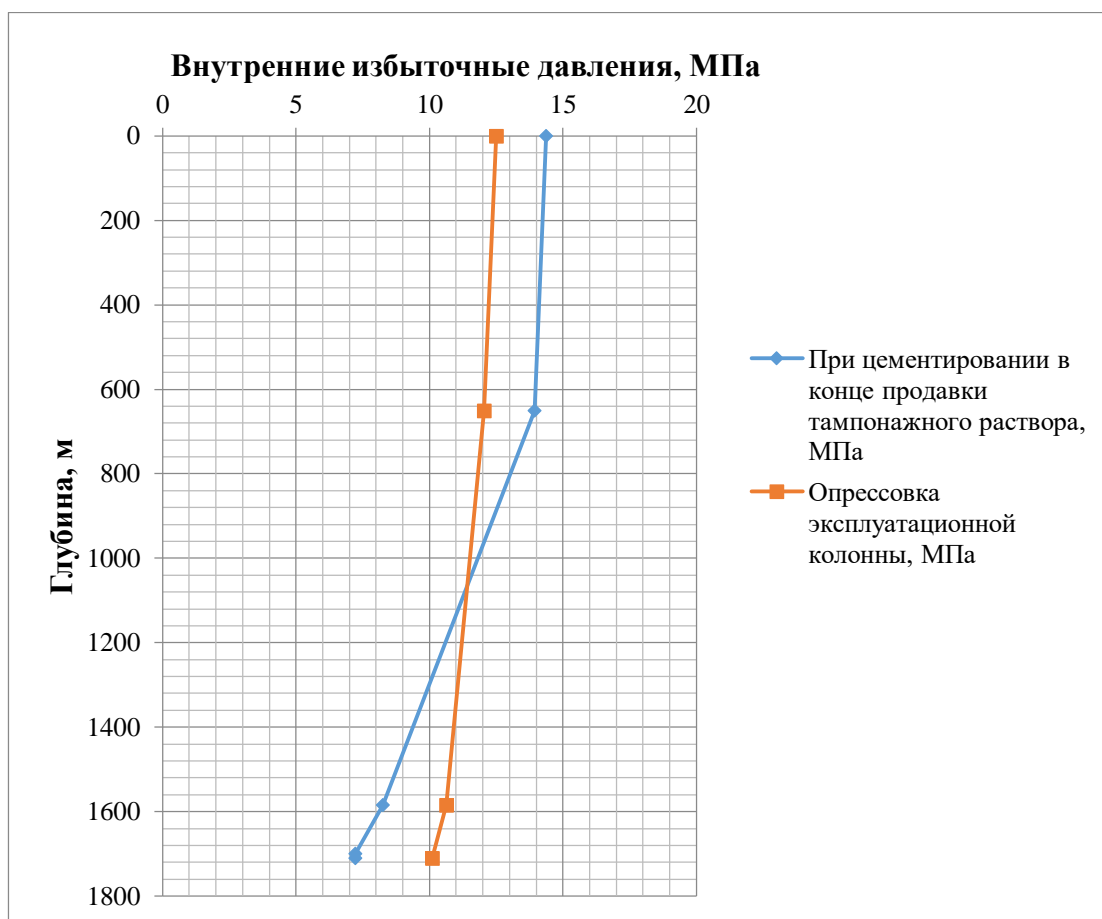


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [29; 38; 43].

Расчитанные характеристики секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	68,25	2730	2730	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	600	47,2	28320	28320	0-600

Продолжение таблицы 16

Эксплуатационная колонна								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОТТМ	Д	6,5	1710	44,2	75582	75582	0-1710

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9 [19; 31; 41]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 23,88$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,15$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 33,79$ МПа.

Производим сравнения давлений $24,04 \text{ МПа} \leq 32,10 \text{ МПа}$.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной продавочной жидкости и тампонажного раствора.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [19; 31; 41].

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жид-кости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента
Буферная	8,49	1100	-	МБП-СВ	30,95	-
	2,06			МБП-МВ	577,67	-
Облегченный тампонажный раствор	32,49	1500	30,70	НТФ	13,32	ПЦТ-Ш – Об(5) -100
Тампонажный раствор нормальной плотности	9,15	1800	5,9	НТФ	1,47	ПЦТ - I - 100
Продавочная жидкость	24,33	1030	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

По формуле 10 рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата [19; 31; 41]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 14,38 \text{ МПа};$$

$$40 \text{ МПа} \geq 17,97 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом УНП2-320х40.

По формуле 11 рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{б}, \quad (11)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала;

G_6 – вместимость бункера смесителя.

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30.

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, представлена на рисунке 4.

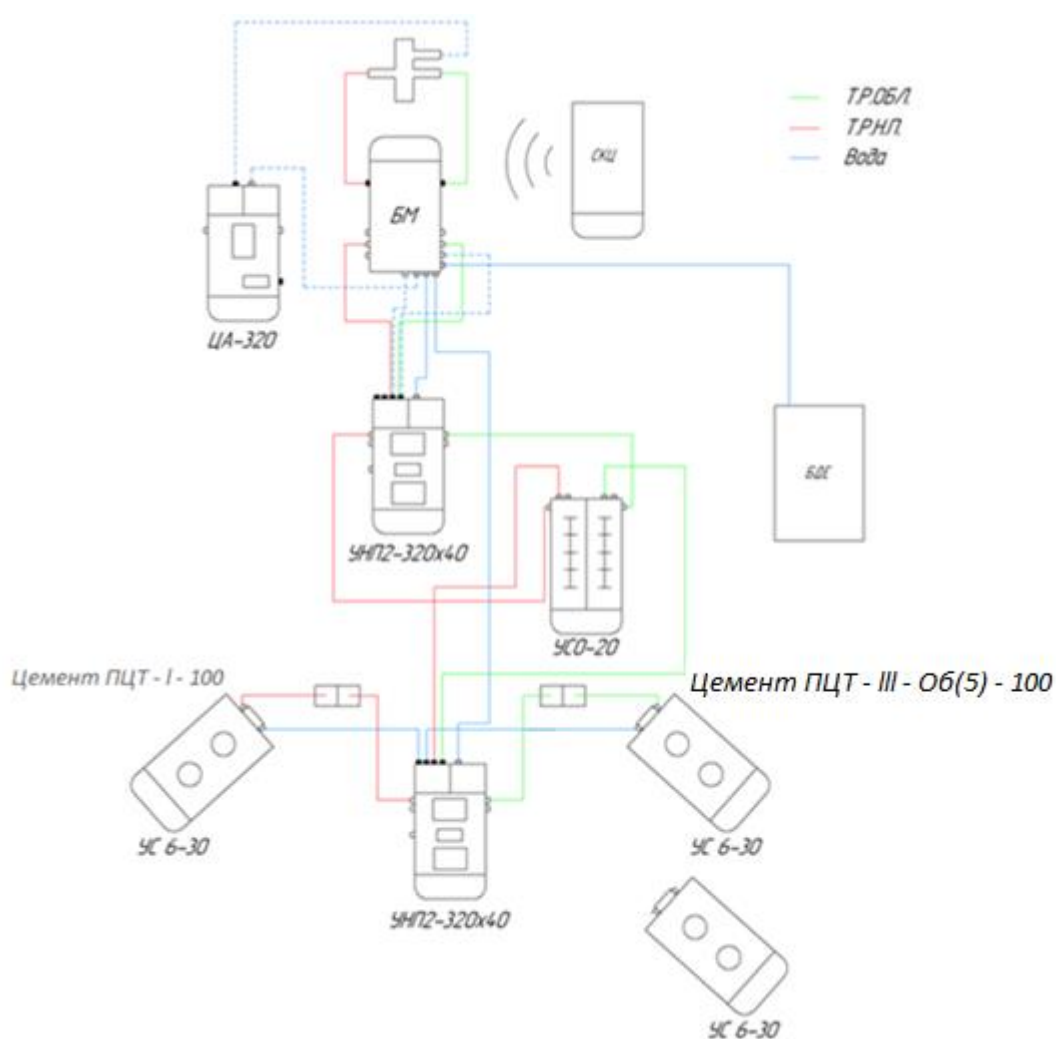


Рисунок 4 – Схема обвязки цементирующей техники с применением цементосмесительных установок и цементирующих агрегатов

УНП2-320x40

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разде- лительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, D _{усл} = 324 мм	БКП-324- ОТТМ	ЦКОД -324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦПЦ-324/394 (3)
Кондуктор, D _{усл} =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД -245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦПЦ-245/295 (22)
Экспл. колонна, D _{усл} =146 мм	БКМ-146 ОТТМ	ЦКОД -146 ОТТМ	ПРП-Ц-В-146 ПРП-Ц-Н-146	ЦПЦ-146\216 (36)

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

В связи с вскрытием одного продуктивного пласта толщиной менее 30 м целесообразно использовать для вскрытия компоновку корпусных перфораторов ПКО 102-АТ на кабеле. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 20 м, глубина 1680-1700 м.

Основные технические характеристики перфорационной системы ПКО 102-АТ представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором ПКО 102-АТ потребуется одна спуско-подъемная операция в составе из 4 секций по 5 метров. Таблица 19 – Основные технические характеристики перфорационной системы ПКО 102-АТ.

Технические характеристики	ПКО102-АТ
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/103,5
Максимально допустимая температура, °С	150/200

Продолжение таблица 19

Технические характеристики	ШКО102-АТ
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ПЛГК-120 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров) [44].

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	126
Длина, м	12,5
Вес, кг	640
Погрешность измерения давления, %	0,25-0,1
Объем пробоотборных камер хранения	0,3 л; 4 л; 10 л
Предварительный анализ пробы флюида	Имеется(резистив-метр)

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [35].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; 38,4 \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле 15:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (15)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

Q_{max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 2000/125.

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результат расчета буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
Уралмаш 2000/125		125	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	29,7	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	4,2
Максимальный вес обсадной колонны	38,4	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,4
Веса колонны при прихвате	49,9	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,5

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС

Буровой яс относится к нефтяной и газовой промышленности и предназначен для освобождения прихваченного инструмента и оборудования в буровой скважине. Устройство содержит связанные с рабочей колонной и освобождаемым объектом корпус и шпиндель, соединенные между собой подвижной шлицевой парой, цилиндр и поршень. Поршень соединен с тяговым и компенсационным штоками, герметизированными сальниками, и имеет снабженный клапаным узлом канал, сообщающий полости цилиндра, разделенные поршнем и заполненные рабочей жидкостью.

Основные конструктивные особенности яса бурового [13; 28-29] рассмотрены в приложении Е.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности ООО «СГК-Бурение»

ООО «СГК-Бурение» оказывает услуги нефтегазодобывающим предприятиям. Основной вид деятельности – строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ.

ООО «СГК-Бурение» входит в группу компаний Eurasia Drilling Company Limited (EDC).

В число заказчиков Компании входят крупнейшие нефтегазодобывающие предприятия:

- группа компаний ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»»: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Томскнефть» ВНК, АО «РН-Няганьнефтегаз»
- группа компаний ПАО «ЛУКОЙЛ»: ТПП «Урайнефтегаз», ОАО «РИТЭК»
- группа компаний АО НК «РуссНефть»: ОАО НАК «Аки-Отыр»
- группа компаний АО НК «Нефтиса»: ООО ПИТ «Сибинтэк»

Благодаря многолетнему опыту, квалифицированному персоналу, современному оборудованию и совместной работе с заказчиками, ООО «СГК-Бурение» обеспечивает индивидуальный подход к строительству каждой скважины и предоставляет надежный, качественный и экономически эффективный сервис.

ООО «СГК-Бурение»:

- высококвалифицированный персонал;
- инновационные технологии и инженерные разработки;
- современные буровые установки и оборудование.

ООО «СГК–Бурение» обеспечивает развитие и повышение квалификации своего персонала с целью увеличения производственно-технического потенциала и усиления позиций Компании на рынке [46].

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 5 представлена организационная структура ООО «СГК-Бурение».

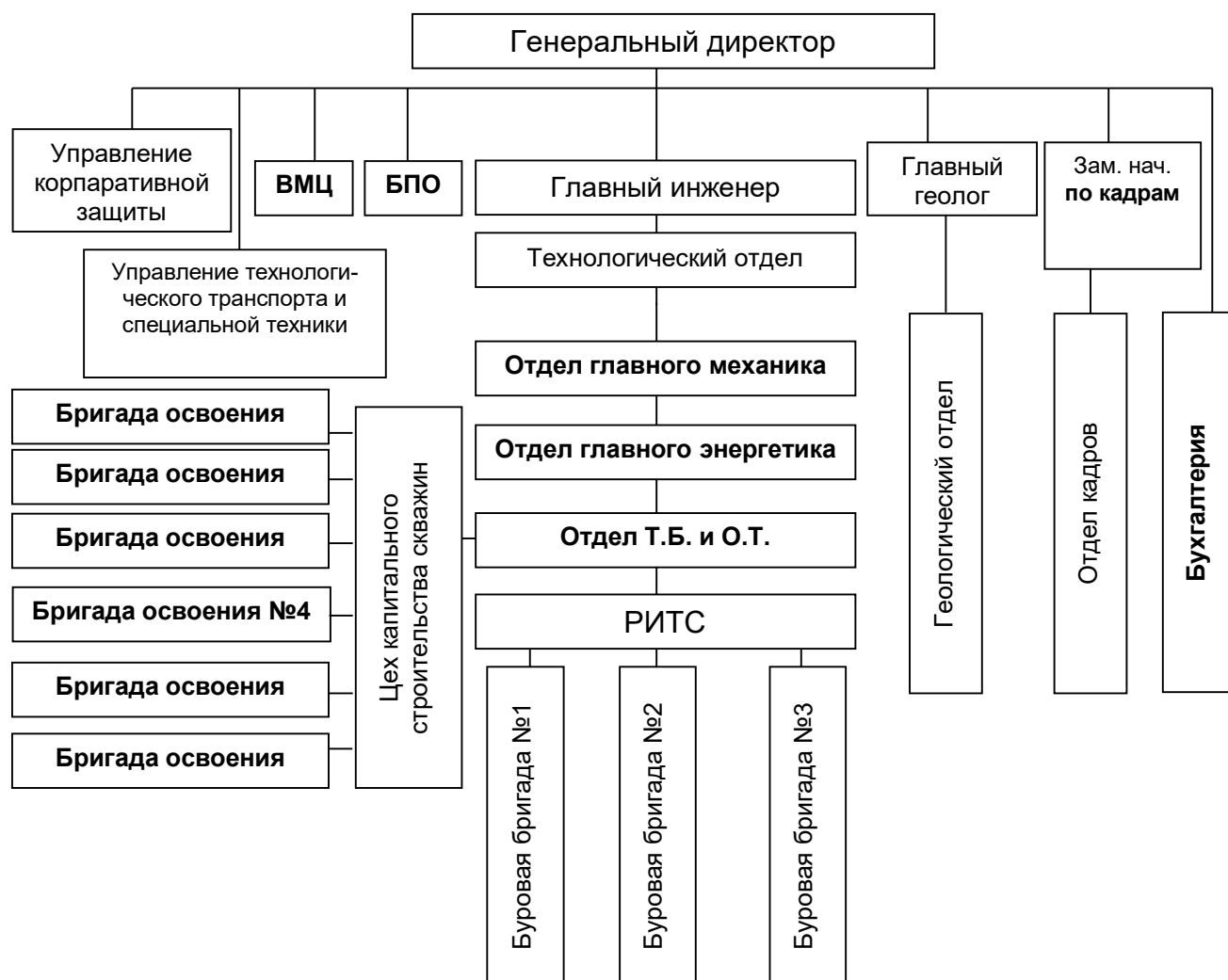


Рисунок 5 – Организационная структура ООО «СГК-Бурение»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	1710
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор, эксплуатационную колонну	Совмещенный с ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d 323,9 мм на глубину 40 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 600 м
– эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 1710 м
Буровая установка	Уралмаш 2000/125
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
– тип и количество, шт.	УНБ-600 2 шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0–40 м	50
– в интервале 40–600 м	40
– в интервале 600–1710 м	29
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	203–65 м, 178–64 м, 108–48 м,
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 40–600 м	ВЗД-240.7/8.49
– в интервале 600–1710 м	ВЗД-172.7/8.62
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
– в интервале 0–40 м	127'10
– в интервале 40–600 м	127'10
– в интервале 600–1710 м	127'10
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0–40 м	III 393,7М-ЦВ
– в интервале 40–600 м	БИТ 295,3 FD 516 SM
– в интервале 600–1710 м	БИТ 215,9 В 716 У

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 23 [21; 22].

Таблица 23 – Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,027	470
2	40	600	560	0,027	820
3	600	1710	1110	0,037	1300

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 16:

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 24 [21; 22].

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,027	1,08
560	0,027	15,12
1110	0,037	41,07
Итого		57,27

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 17:

$$n = H / П, \quad (17)$$

где H – количество метров в интервале;

$П$ – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для всех интервалов расчет производится по формуле 17 и результаты расчета сводятся в таблицу 25 [21; 22].

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
40	470	0,08
560	820	0,68
1110	1300	0,85
Итого на скважину		1,61

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 18:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

где П – длина интервала, м;

$n_{сно}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 26 [34,39].

Таблица 26 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0 – 40	393,7	470	11	24	0-40	0,0112	0,67
II	40 – 600	295,3	820	12	32	40–100	0,0131	0,52
						100–200	0,0144	1,44
						200–300	0,0144	1,44
						300–400	0,0144	1,44
						400–500	0,0153	1,53
						500 –600	0,0156	1,56
Итого								7,93
III	600 - 1710	215,9	1300	12	32	600–1000	0,0186	0,93
						1000–1100	0,0188	1,88
						1100–1200	0,0191	1,91
						1200–1300	0,0197	1,97
						1300–1400	0,0208	2,08
						1400–1500	0,0228	2,28
						1500–1600	0,0231	2,31
						1600–1710	0,0238	2,38
Итого								15,74
Всего								24,35

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 минуту. Нормативное время составит:

направление – 3 минуты;

кондуктор – 23 минуты;

эксплуатационная колонна – 78 минут;

хвостовик – 34 минуты.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 12 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч, хвостовик – 24 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21; 22].

Наворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 19:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 20:

$$L_T = L_c - L_n [34; 39], \quad (20)$$

Для направления [21; 22].:

$$L_T = 30 - 25 = 5 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 21:

$$N = L_T / l_c [34; 39], \quad (21)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 5/24 = 0,2 \approx 1 \text{ штука.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут

$$T_{\text{конд.}} = 0,2 \cdot 2 + 5 = 7,08 \text{ минуты.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 600 - 10 = 590 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 590 - 25 = 565 \text{ м;}$$

$$N = 565/24 = 23,5 \approx 24 \text{ штуки;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 24 \cdot 2 + 5 = 53 \text{ минуты.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 1710 - 10 = 1700 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 1700 - 25 = 1675 \text{ м;}$$

$$N = 1675/24 = 69,8 \approx 70 \text{ штук;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 70 \cdot 2 + 5 = 145 \text{ минут.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21; 22]:

$$\Sigma = 7,08 + 53 + 145 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 403,08 \text{ минут} = 6,71 \text{ ч.}$$

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [21; 22].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 235,84 часов или 9,83 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $235,84 \times 0,066 = 15,56$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$235,84 + 15,56 + 25 = 297,455 \text{ ч} = 11,52 \text{ суток.}$$

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины представлена в таблице К.1 приложения К [21; 22].

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на место-рождения осуществляется авиа и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 27.

Таблица 27– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	2
Помощник бурового мастера	2
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству вертикальной разведочной скважины на газовом месторождении приведен в таблице 28 [34; 39].

Условные обозначения к таблице 28:




-  Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
-  Буровая бригада (бурение);
-  Бригада испытания.

Таблица 28 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ		Месяцы												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	1 2 3 4												
		Вышкомонтажные работы												
Буровые работы														
Освоение														

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле 22 [21; 22; 39]:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (22)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;
 k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

$$235,84 * 1,07 = 252,35 \text{ ч.}$$

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах Л.1 и Л.2 [21; 22] приложения Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,29	2,37	0,09
кондуктор	37,62	40,23	1,68
эксплуатационная колонна	127,97	131,16	5,46
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
Итого	221,84	231,48	9,62

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 3.3 приложения 3.

4.5 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) по формуле 24 механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M \text{ [34; 39]}, \quad (24)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

$$V_M = 1710 / 105,2 = 16,2 \text{ м/час};$$

б) по формуле 25 рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}) \text{ [34; 39]}, \quad (25)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч

$$V_p = 1710 / (105,2 + 62,68) = 10,19 \text{ м/час};$$

в) по формуле 26 коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (26)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч

$$VK = 1710 \cdot 720 / 221,84 = 5549 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 27 проходка на долото h_{∂} , м [34; 39]

$$h_{\partial} = H / n, \quad (27)$$

где n – количество долот;

$$h_{\partial} = 1710 / 3,74 = 457,2 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 28 [39]:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n) / H, \quad (28)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

P_n – плановые накопления, рублей

$$C_{clm} = (150190044 - 39488) / 1710 = 87807 \text{ рублей.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1710
Продолжительность бурения, суток	9,62
Механическая скорость, м/ч	16,2
Рейсовая скорость, м/ч	10,19
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5549
Проходка на долото, м	457,2
Стоимость одного метра	40363

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 1710 метров на нефтяном месторождении (Томская область). При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

5.1 Профессиональная социальная ответственность

Необходимо обеспечить производственную безопасность для уменьшения или предотвращения вероятности воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 31 [1-12; 30].

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	вредные	опасные	
<p>1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2 Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания.</p> <p>3 Освоение продуктивного горизонта.</p>	<p>1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы.</p> <p>2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p>4 Пожарная безопасность.</p>	<p>1 ГОСТ 12.0.002-80 [2].</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [3].</p> <p>3 ГОСТ 12.1.005-88 [4].</p> <p>4 СНиП 2.04.05-91 [5].</p> <p>5 ГОСТ 12.1.012-90 [6].</p> <p>6 ГОСТ 12.1.003-83 [7].</p> <p>7 СНиП 23-05-95 [8].</p> <p>8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].</p> <p>9 ГОСТ 12.1.007-76 [10].</p> <p>10 ГОСТ 12.2.003-91 [11].</p> <p>11 ГОСТ 12.3.003-75 [12].</p> <p>12 РД 34.21.122-87 [3].</p> <p>13 СНиП 4557-88 [5].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [6].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [10].</p> <p>16 Н 2.2.5.1313-03 [8].</p>

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Превышение уровней вибрации

Ощутимое влияние на человека, оказывает вибрация. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [11].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [11]. наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [9], общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [12].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброперчатки, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;

– коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Превышение уровней шума

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [8].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

Повреждения в результате контакта насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным

насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 [6]. "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.2. Экологическая безопасность

Для поддержания экологической безопасности необходимо следить за допустимым уровнем негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу) в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению приведены в таблицы 32 [5; 10; 37].

Таблица 32 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу)

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки.	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки.
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов.
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки.	Засыпка создаваемых неровностей.
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков.
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением.	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы.	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: не-

правильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка проведения работ; для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности; установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ; ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины – тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончанию буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Особое внимание следует уделить чрезвычайным ситуациям(ЧС) для предотвращения нарушений нормальных условий жизни и деятельности людей, возникновения угрозы их жизни и здоровью, нанесения ущерба имуществу населения, народного хозяйства и окружающей среды. ЧС могут носить следующий характер: 1) техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары); 2) природные (наводнения, ураганы, морозы).

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей. При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов [30].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162 [30; 37].

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ [47].

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые двух бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через

28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса [47].

Заключение

В ходе работы был проведен анализ производственной и экологической безопасности, правовые организационные вопросы обеспечения безопасности, а также безопасность при чрезвычайных ситуациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 1710 м на нефтяном месторождении Томской области. Представлены: географо-экономическая характеристика района работ, стратиграфический разрез скважины, тектоническая характеристика и газонефтеводоносность разреза, а также проведен анализ возможных осложнений.

В технологической части были спроектированы технологические решения: расчет и обоснование профиля скважины, конструкция скважины и конструкция эксплуатационного забоя, определение глубины спуска обсадных колонн и их число, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Выбор способа бурения, типоразмеры породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, для каждого интервала бурения тип винтового забойного двигателей, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа бурильной колонны и расчет бурильной колонны. Обоснование и выбор типов и компонентного состава промывочных жидкостей, выбор гидравлической программы промывки. Расчет обсадных колонн и цементирование скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка и способ освоения скважины.

Уделено внимание вопросам по безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайных ситуаций.

В экономической части отражены организационные формы и структура бурового предприятия, расчет продолжительности строительства скважины, разработан календарный план – график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

В специальной части выпускной квалификационной работы рассмотрены конструктивные особенности буровых ясов, варианты КНБК с их применением.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.
18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шамапов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.

27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.

28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.

29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.

30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.

31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.

32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.

33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.

34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.

35. А.В. Елихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.

36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.

37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.

38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.

40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

46. <http://www.sgkburenie.com/>

47. Трудовой кодекс Российской Федерации. – Изд. Эксмо-Пресс, 2019 г.

Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	30	Четвертичные система	Q	1,3
30	140	Новомихайловская свита	Pg _{3nvm}	1,3
140	200	Атлымская свита	Pg _{3at}	1,3
200	375	Чеганская свита	Pg ₃ -Pg _{2cg}	1,3
375	575	Люлинворская свита	Pg _{2ll}	1,3
575	650	Талицкая свита	Pg _{1tl}	1,3
650	770	Ганькинская свита	K _{2gn}	1,3
770	855	Березовская свита	K _{2br}	1,3
855	884	Кузнецовская свита	K _{2kz}	1,3
884	1660	Покурская свита	K _{2-1pk}	1,2
1660	1695	Алымская свита	K _{1al}	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки. (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Пески серые, глины, суглинки, валунные суглинки, гравий, галечник.
Pg _{3nvm}	30	140	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и каменных углей. Песчаники серые, полимиктовые, мелко-тонкозернистые, алевролитистые, неравномерно глинистые, известковистые. Алевролиты серые, полимиктовые, песчанистые, плотные, тонкослоистые. Аргиллиты темно-серые, неравномерно алевролитистые, с растительными органическими остатками по плоскостям напластования.
Pg _{3at}	140	200	Сероцветные песчаники, алевролиты, аргиллиты.
Pg ₃ -Pg _{2cg}	200	375	Аргиллиты темно-серые, алевролитистые, слабоизвестковистые. Алевролиты темно-серые, полимиктовые, глинистые, сильно известковистые, неяснослоистые, плотные.
Pg _{2ll}	375	575	Аргиллиты темно-серые, алевролитистые, слабоизвестковистые. Алевролиты темно-серые, полимиктовые, глинистые, сильно известковистые, неяснослоистые, плотные.
Pg _{1tl}	575	650	Глины, суглинки, валунные суглинки. Алевролиты серые, полимиктовые, песчанистые, плотные, тонкослоистые.
K _{2gn}	650	770	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов. Песчаники серые, полимиктовые, мелко-тонкозернистые, глинистые
K _{2br}	770	855	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов. Песчаники серые, полимиктовые, мелко-тонкозернистые, глинистые

Продолжение таблицы А.2

K ₂ kz	855	884	Глины, суглинки, валунные суглинки.
K ₂₋₁ pk	884	1660	Аргиллиты темно-серые, алевритистые, слабоизвестковистые. Алевролиты темно-серые, полимиктовые, глинистые, сильно известко-вистые, неяснослоистые, плотные.
K ₁ al	1660	1695	Глины, суглинки, валунные суглинки. Алевролиты серые, полимиктовые, песчанистые, плотные, тонкослоистые.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	Пески	1,9	30	1500	10	0	0	1	10	мягкая
			Глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			лигниты	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
Pg ₃ nvm	30	140	песчаники	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			глины	1,9	30	200	20	0	0	5	10	мягкая
			алевролиты	2,0	17	10	35	0	0	5	10	мягкая
Pg ₃ at	140	200	песчаники	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			глины	1,9	30	100	20	0	0	5	10	мягкая
			алевролиты	2,0	17	10	35	0	0	5	10	мягкая
Pg ₃ -Pg ₂ cg	200	375	глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			песчаники	1,9	30	80	20	0	0	5	10	мягкая
			алевролиты	2,0	17	10	35	0	0	5	10	мягкая
Pg ₂ ll	375	575	глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			песчаники	1,9	30	70	20	0	0	5	10	мягкая
			алевролиты	2	17	10	35	0	0	5	10	мягкая
Pg ₁ tl	575	650	глины	2,3	10	0	100	5	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,1	20	15	12	0	0	5	10	мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ gn	650	770	глины	2,3	10	0	100	0	10	4	4	мягкая
			песчаники	2,0	15	20	20	0	0	4	10	мягкая
			пески	2,1	15	15	12	0	10	4	10	мягкая
K ₂ br	770	855	глины	2,3	15	0	90	0	10	0	4	мягкая
			песчаники	2,3	20	15	10	0	0	0	0	мягкая
			пески	2,1	15	15	12	0	10	4	10	мягкая
K ₂ kz	855	884	глины	2,4	15	0	100	5	10	0	4	средняя
K ₂₋₁ pk	884	1660	песчаники	2,4	15	0	100	5	10	5	4	средняя
			алевролиты	2,1	20	250-500	20	0	15	5	10	средняя
			глины	2,1	20	50	20	5	20	5	6	средняя
K ₁ al	1660	1695	глины	2,1	20	17	20	5	20	5	6	средняя
			песчаники	2,1	25	25	20	3	20	5	10	средняя
			аргиллиты	2,1	5	5	20	3	20	5	6	средняя

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результат расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения [35]

Интервал	0-40	40-600	600-1710
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,6	0,5
K_k	1,3	1,38	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,13
V_m , м/с	0,011	0,008	0,005
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$, м	0,393	0,295	0,215
$d_{нмах}$, м	0,015	0,0127	0,019
n	3	5	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,15	0,15
ρ_p , г/см ³	1,25	1,14	1,12
ρ_n , г/см ³	1,5	2,26	2,3
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	50	40	18
Q_2 , л/с	63	52	18
Q_3 , л/с	69	75	45
Q_4 , л/с	43	46	23
Q_5 , л/с	51	47	45
Q_6 , л/с	-	37–75	20–40

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора [35]

Интервал	0–40	40-600	600-1710
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	78	40	11
Q ₂ , л/с	81	52	18
Q ₃ , л/с	93	75	45
Q ₄ , л/с	68	46	23
Q ₅ , л/с	26	47	22
Q ₆ , л/с	-	30-75	20-40
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	81-93	52-75	23-45
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	55	55	33
Дополнительные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	-	49	29
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	-	1140	1120

Исходя из того, что расчетные значения бурового раствора для направления получились выше чем максимальный расход буровых насосов, принимаем значение максимального расхода буровых насосов. Проблему очистки забоя и выноса шлама будем решать путем ограничения механической скорости бурения, дополнительной проработки, перед каждым наращиванием бурильной колонны, что должно обеспечить удовлетворительную очистку ствола скважины от выбуренной породы.

Для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну принимаем максимальный расход буровых насосов, т.к. расчетные значения расхода бурового раствора схожи с максимальным расходом буровых насосов и выполняют все требования.

Приложение В

Таблица В1 – КНБК для бурения секции под направления (0–40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Суммарный вес, т
					резьба (верх)	тип соедине- ния (верх)	
Бурение под направление (0-40 м)							
1	Долото Ш 393,7 М-ЦВ	0,53	393,7	-	3-177	Ниппель	0,145
2	Переводник П 3-177/171	0,52	203	89	3-177	Муфта	0,251
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 390	1,27	203	80	3-171	Ниппель	0,406
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x80Д	12	203	80	3-171	Ниппель	2,704
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,52	203	78	3-171	Ниппель	2,857
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	12	178	80	3-147	Ниппель	4,659
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,52	178	89	3-147	Ниппель	4,772
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127x10 Е	12	127	107	3-133	Ниппель	4,269
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	5,382
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	5,421
					3-147	Муфта	
11	ТБ-К 133 Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	4,43
					3-152	Муфта	

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–600 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Суммарный вес, т
					резьба (верх)	тип соедине- ния (верх)	
Бурение под кондуктор (40–600 м)							
1	Долото БИТ 295,3 FD 516 SM	0,43	295,3	-			0,082
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД 240 7/8	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,907
					3-152	Муфта	
3	Переводник П 3-152/171	0,52	203	89	3-152	Ниппель	2,112
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x76,2 Д	29	203,2	76,2	3-171	Ниппель	8,463
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,7	203	90	3-171	Ниппель	8,568
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	16	178	80	3-147	Ниппель	11,16
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,4	165	76	3-147	Ниппель	11,31
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127x10Е	525,25	127	107	3-133	Ниппель	24,82
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	37,67
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	37,72
					3-147	Муфта	
11	ВБТ-К 133 Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	39,25
					3-152	Муфта	

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (600–1710 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (600–1710 м)							
1	Долото БИТ 215,9 В 716 У	0,3	215,9	-	3-117	Ниппель	0,040
2	ВЗД 172 7/8	5,3	172	-	3-117	Муфта	0,615
					3-133	Муфта	
3	Переводник Н133/М147	0,5	203	71	3-133	Ниппель	0,813
					3-147	Муфта	
4	Переводник Н147/М171	0,5	203	80	3-147	Ниппель	0,912
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ 203х76 Д	24	203	76	3-171	Ниппель	6,168
					3-171	Муфта	
6	Переводник Н171/М147	0,5	203	71	3-171	Ниппель	6,268
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178х80 Д	36	178	80	3-147	Ниппель	14,01
					3-147	Муфта	
8	Переводник Н147/М133	0,5	165	89	3-147	Ниппель	14,09
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	1016	127	107	3-133	Ниппель	76,71
					3-133	Муфта	
10	Переводник Н133/М147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	105,17
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 Н147хМ147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	105,22
					3-147	Муфта	
12	ВБТ-К 133 Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	106,410
					3-152	Муфта	

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (1680–1700 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Отбор керна (1680–1700 м)							
1	Бурильная головка У8-215,9/100 SCD-4 С	0,3	215,9	-			0.045
					3-150	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-178/100 «ТРИАС»	18	178	100	3-150	Ниппель	2,31
					3-147	Муфта	
3	УБТ УБТ 133х64 Д	32	178	71	3-147	Ниппель	7,5
					3-147	Муфта	
4	Переводник П 3-133/147	0,4	163	80	3-147	Ниппель	7,56
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	80,5
					3-133	Муфта	

Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–1710

Направление						
Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,3	4,86
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,51$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 6,43$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 9,61$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 31,36$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 9,688$
Кондуктор						
Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
40	600	600	295,3	323,9	1,3	43,21
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 4,45$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 33,55$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 2,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 77,98$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 201,76$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 9,688$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 192,07$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$

Продолжение таблицы Г.1

Экспл. колонна						
Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
600	1710	1710	215,9	244,5	1,3	83,84
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,78$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 32,70$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 5,55$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 115,37$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 305,49$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 305,49$

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25,0	34,596	2	112,126	5	103,83	5	250,552	11
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25,0	0	0	112,126	5	0	0	112,126	5
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	1729,8	2	8970,08	9	0	0	10699,88	11
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	0	0	0	0	138,444	6	138,444	6
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	1121,26	45	1730,55	70	2529,95	115
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	0	0	0	0	415,332	17	415,332	17
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	0	0	123,916	1	0	0	123,916	1
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	186	0	0	619,58	4	3461,1	19	4080,68	23
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	0	0	0	0	346,11	14	346,11	14
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	20	0	0	0	0	346,11	18	346,11	18
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	15574,95	16	15574,95	16

Приложение Д

Таблица Д.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под эксплуатационную колонну									
600	1710	Бурение	1,071	0.091	Периферийная	5	9,5	94,6	4,58
Отбор керна									
1680	1700	Отбор керна	0,745	0.064	Периферийная	7	6	100,9	3,63

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
600	1710	Бурение	УНБ-600	2	0,9	130	225	0,85	65	16,75	33,49
1680	1700	Отбор керна	УНБ – 600	1	0,9	140	225	0,85	65	23,3	23,3

Таблица Д.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
600	1710	Бурение	199,1	57,1	110,7	31,6	14,3	10
1680	1700	Отбор керна	176,3	65	0	21,3	13,5	5,9

Приложение Е

Разделение ясов

По назначению – буровые (используются в процессе бурения); ловильные (используются при аварийных работах)

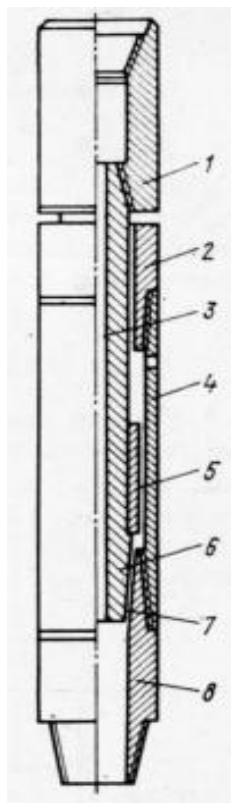
2. По принципу действия – гидромеханические, гидравлические, механические.

3. По направлению – двухстороннего (вверх, вниз); одностороннего (только вверх)

4. По использованию – правый (как правило буровые); левый (как правило ловильный)

Яс буровой механический

Яс механический предназначен для ликвидации прихватов оборудования и элементов бурильных колонн. Используется при наклонно-направленном бурении; горизонтальном бурении; капитальном ремонте скважин; аварийных работах.



1 – переводник; 2 – упор; 3 – отверстие; 4 – корпус; 5 – съемный ударник; 6 – шток круглого сечения; 7 – конусная поверхность; 8 – нижний переводник.

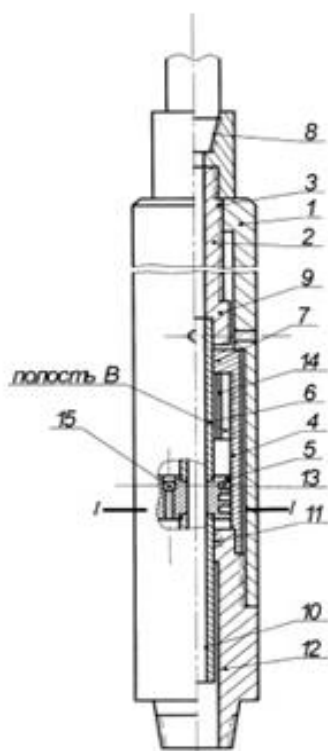
Рисунок Е.1 – Яс механический

Принцип действия

Нанесение ударов по месту прихвата. Удар при помощи яса - это трансформация энергии растянутой (сжатой) бурильной колонны в кинетическую энергию путем высвобождения стопорящего устройства яса.

Яс буровой гидравлический

Ясы гидравлические предназначены работы в составе бурильной колонны в течение всего процесса бурения скважин с целью обеспечения безаварийной работы. Бурение с применением ясов наиболее эффективно в условиях и породах, способствующих осложнениям и прихватам элементов бурильной колонны. Ясы гидравлические применяются при бурении роторным способом и с применением забойных двигателей.



- 1 – корпус; 2 – шпindelь; 3 – шлицевая пара;
4 – цилиндр; 5 – поршень; 6 – тяговый шток;
7 – верхний сальник; 8 – муфта; 9 – боек;
10 – компенсационный шток; 11 – нижний сальник; 12 – нижний переводник; 13 – упругие разрезные компрессионные кольца;
14 – пазы; 15 – обратный клапан.

Рисунок Е.2 – Яс гидравлический

Принцип действия

При прихвате колонны и создании на крюке бурового станка осевого усилия, превышающего усилие срабатывания фиксатора, в поршневой камере за счет тече-

ния масла сквозь дроссельные отверстия малого сечения создается противодействующая сила, обеспечивающая временную задержку растяжения или сжатия яса. В течение временной задержки ясса колонна труб упруго деформируется. При выходе поршня из участка уплотнения гидроцилиндра шток резко освобождается от гидравлического сопротивления, возникает осевой удар, освобождающий колонну.

Шлицы передают крутящий момент бурильной колонны при нормальной работе, а при прихвате создание крутящего момента вместе с осевой нагрузкой способствует более быстрому освобождению колонны.

Условия эксплуатации

Место установки ясов определяются технологическими рекомендациями.

Яссы рассчитаны на условия работы, характерные для регионов с наибольшими объемами бурения: Западная Сибирь, Восточная Сибирь, Пермский край, Поволжье, Губкинский, Когалым, Урал, Республика Коми, Самарская область.

Яссы гидравлические применяются в температурах не более 110°C. А также содержание абразива бурового раствора до 1%.

Рекомендации по размещению яса

Конструкция и размещение яса являются ключевыми факторами, определяющими успешное применение яса. Изначально из-за недостаточного понимания специалистами принципа работы яса, при первых применениях яса руководствовались опытом буровиков и общепринятой практикой работ, нежели инженерным расчетом. Поскольку устройство яса выглядит сплошным, как УБТ, предполагают, что оно является такой же прочной. Однако в отличие от УБТ, внутреннее устройство яса очень сложно, так как имеет множество соединений и слабых мест. Кроме того, резьбы внутренних соединений яса не так прочны.

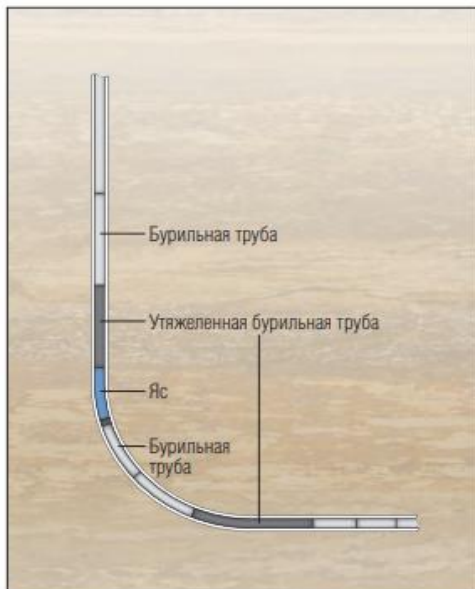
Влияние инженерных расчетов в определении надлежащего размещения яса растет, равно как и необходимость их проведения на более раннем этапе проекти-

рования скважины. Поскольку динамическая реакция бурильной колонны на различные силы, связанные с работой ясом, является сложной величиной, в отрасли растет спрос на программы расчета размещения яса, которые сложны по своей функциональности, но просты в использовании. Применение простых формул может помочь при размещении и использовании ясов, однако более сложные вопросы нельзя решить простыми методами проектирования. Для решения этих вопросов больше всего подходит анализ методом конечных элементов, который предусмотрен современными программами моделирования размещения и использования ясов. Эти программы могут помочь буровику понять и оценить эффективность применения яса при различном размещении его в КНБК.

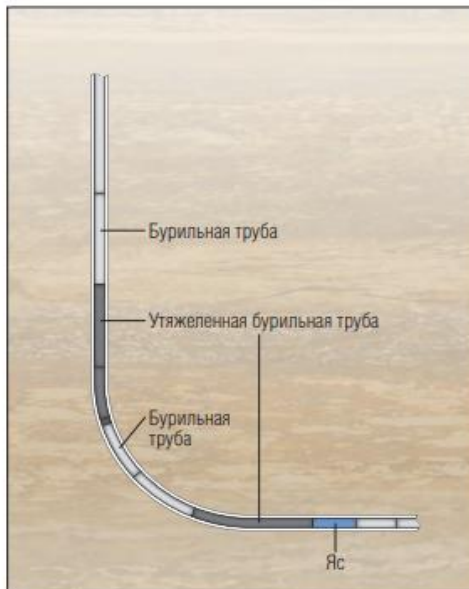
При отсутствии программы для размещения ясов были разработаны различные рекомендации по этому вопросу. Первым делом необходимо ответить на несколько ключевых вопросов:

1. Что является главной причиной прихвата бурильной колонны?
2. Каким образом работать бурильным ясом, на сжатие или натяжение?
3. Где располагается нейтральная точка по отношению к бурильному ясу?
4. Влияет ли давление нагнетания насоса на работу яса?
5. Находятся ли расчетные параметры КНБК и параметры режима бурения в пределах проектных ограничений конструкции бурильного яса и ускорителя?
6. Каким является интервал скважины: вертикальным, горизонтальным или наклонным?
7. Агрессивная ли внутрискважинная среда?
8. Присутствуют ли экстремально высокие значения давления и температуры?
9. Имеется ли наличие в буровом растворе твердых веществ?
10. Содержится ли сероводород H_2S в скважине?

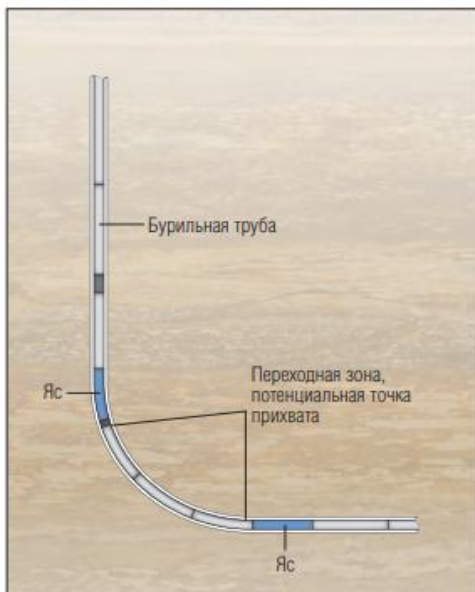
Размещение в горизонтальной скважине, один яс в верхней зоне изгиба



Размещение в горизонтальной скважине, один яс в боковом отводе



Размещение в горизонтальной скважине, два яса



Размещение в горизонтальной скважине, два яса и два ускорителя

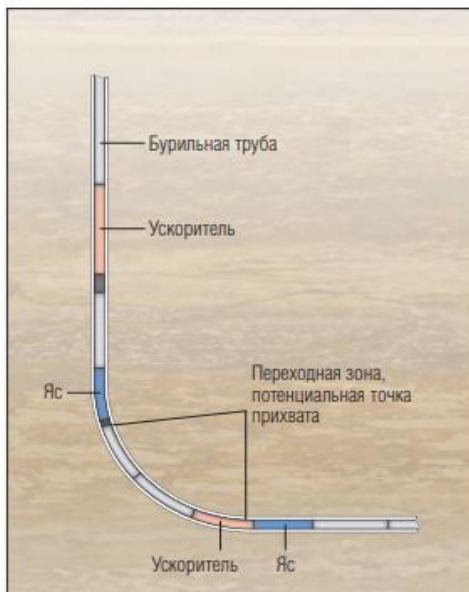


Рисунок Е.3 – Различные варианты компоновок низа бурильной колонны с использованием яса. Размещение в горизонтальной скважине: один яс в верхней зоне изгиба; один яс в боковом отводе; два яса; два яса и два ускорителя

Кроме того, для успешного использования яса рекомендуется придерживаться четырех основным принципам.

Первый заключается в том, чтобы разместить как минимум 10-20% ожидаемого сверхнатяжения яса в качестве веса бурильной колонны и муфт над ясом, что обеспечит приложение надлежащего веса для создания оптимального ударного воздействия.

Второй руководящий принцип состоит в том, чтобы никогда не располагать яс вблизи нейтральной точки. Очень часто поломки бурильной трубы происходят возле нейтральной точки, поскольку в этой области сильнее боковые вибрации. Кроме того, размещение бурильного яса слишком близко к нейтральной точке приведет к постоянным переходам яса от натяжения к сжатию и обратно, что может увеличить усталостное разрушение и сократить срок его эксплуатации; это также может вызвать внезапное срабатывание яса. Поддержание 20% нагрузки на долото между бурильным ясом и нейтральной точкой обеспечит нахождение яса вне переходной зоны. При изменении нагрузки на долото или конструкции КНБК необходимо пересмотреть размещение яса.

Третий и четвертый принципы гласят: никогда не следует размещать стабилизаторы или другие компоненты КНБК, внешний диаметр которых превышает диаметр яса, над бурильным ясом. Высокое изгибное напряжение, возникающее в этих точках, может увеличить риск поломки инструмента.

Вывод

В ходе работы я сделал вывод что буровые ясы на сегодняшний день это один из наиболее эффективных способов ликвидации аварий в бурении, но для эффективной работы, продления срока эксплуатации данного оборудования и предотвращения аварийных ситуаций, необходимо неукоснительно следовать инструкциям завода изготовителя и четырем основным принципам.

Несоблюдение данных требований может привести к аварийной ситуации, простою и как следствие к финансовым потерям.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦВ	470	0,13	0–40	40	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение под кондуктор	Долото БИТ 295,3 FD 516 SM	820	1,08	40–600	560	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под эксплуатационную колонну	Долото БИТ 215,9 В 716 У	1300	1,57	600–1710	1110	0,037	79,55	48,42	127,97
Всего			2,78		1710		105,2	62,68	167,88
Крепление: – направления – кондуктора – эксплуатационной колонны									3,56 16,0 32,4

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
– направления			3						0,3
– кондуктора			23						0,23
– эксплуатационной колонны			78						0,78
ОЗЦ:									
– направления									4,0
– кондуктора									12,0
– эксплуатационной колонны									24,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
– направления				30-40					1,06
– кондуктора				590-600					2,12
– эксплуатационной колонны				1700-1710					3,42
Промывка скважины (1 цикл)									
– направления									0,05
– кондуктора									0,11
– эксплуатационной колонны									0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0

Окончание таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									411,49
Ремонтные работы (3,3 %)									13,58
Общее время на скважину									450,07

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица 3.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытаниях скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
BDF-612, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-	-	-	0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка турбо-буров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06				
Затраты зависящие от объема работ									
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
БИТ 295,3 FD 516 SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
Долото БИТ 215,9 В 716 У	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01					
Всего по сметному расчету, руб	41344,73								

Таблица 3.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556
Амортизация вагондомиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-324/394 шт	35,4	3	106,2			-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-
Центратор ЦЦ-146/216, шт	18,7	-	-	-	-	78	1458,6
ЦКОД-324, шт	232,4	1	232,4	-	-	-	-
ЦКОД-245, шт	178,2	-	-	1	178,2	-	-
ЦКОД-146, шт	113,1	-	-			1	113,1
Продавочная пробка ПРП-Ц-324, шт	82,15	1	82,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -146, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Пакер ПХРЦ-147, шт	590,9		-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-146	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889	7164,028	9588,807			
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 215,9х7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-
Обсадные трубы 146,1х12, м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(2)-100, т	32	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Заливка колонны, тампонажный цех,	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,05 21	70653,3456				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1						
Всего по сметному расчету, руб	100812,1						

Таблица 3.3 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	41344
Крепление скважины	100812
Итого по главе 3	142156
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
Итого по главе 5	18360

Продолжение таблицы 3.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	401649
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	65870
Итого по главе 7	65870
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	37401
Итого по главе 8	37401
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15459
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9592
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	270
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	54737
Итого по главам 1-9	562833
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1025
Итого по главе 10	1025

Продолжение таблицы 3.3

Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Итого по главам 1-11	568628
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	28431
Итого по главе 12	28431
Итого по сводному сметному расчету	597059
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 20%	121919447
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	24383889
	146303336